

A Relação Energética UE-Rússia e a Opção Atlântica

Pedro Camacho

1. Enquadramento ao Tema

A energia desempenha um papel importante no quotidiano e no desenvolvimento económico da sociedade humana, pelo que a sua garantia é crucial para o normal funcionamento de todos os setores de um país. Com uma sociedade cada vez mais dependente dos recursos energéticos, todos os países definem estratégias e políticas para garantirem a sua segurança energética, através da construção de infraestruturas que permitam a produção, a geração, a transmissão ou o transporte, e a distribuição de energia por todos os setores da atividade humana. No entanto, a maioria dos países não possui recursos energéticos endógenos suficientes para suprimir as suas necessidades internas, recorrendo à importação. A dependência energética externa faz com que a segurança energética seja uma das componentes da segurança nacional, definida pelo Instituto da Defesa Nacional (IDN) como a “condição da Nação que se traduz pela permanente garantia da sua sobrevivência em paz e em liberdade, assegurando a soberania, independência e unidade, a integridade do território, a salvaguarda coletiva de pessoas e bens e dos valores espirituais, o desenvolvimento normal das tarefas do Estado, a liberdade de ação política dos órgãos de soberania e o pleno funcionamento das instituições democráticas” (Cardoso, 1979, p. 9).

Ciente da dependência do petróleo e do gás natural russos e da sua importância para a segurança energética dos Estados-membros, a União Europeia (UE) estabeleceu um Diálogo Energético com a Rússia, em outubro de 2000, institucionalizando a cooperação bilateral neste campo. Este Diálogo, instituído para aprofundamento das relações bilaterais para a energia¹, veio preencher um vácuo na cooperação bilateral UE-Rússia, permitindo a definição de estratégias comuns para a energia e a discussão conjunta de políticas e medidas que servissem a convergência dos mercados energéticos, aliada à defesa dos interesses de cada uma das partes. Desde a sua criação, e ao longo dos anos, foi reforçado com a criação de novos mecanismos e instituições, como os grupos temáticos para a discussão especializada de tópicos, como a eficiência energética e o investimento; o Mecanismo de Alerta Rápido em 2009²; o Centro Tecnológico de Ener-

1 Como atesta o Acordo de Parceria e Cooperação por elas celebrado em 1994, com o objetivo de harmonizar os seus mercados de energia e garantir a ratificação russa da Carta Europeia de Energia.

2 Tinha por objetivo prevenir possíveis interrupções ao fornecimento de gás, como as ocorridas na Ucrânia em 2006 e 2009.

gia, em 2002³; e o Conselho Consultivo do Gás, em 2011⁴. No entanto, apesar destas iniciativas, vários fatores têm vindo a condicionar o aprofundamento da relação de cooperação energética entre a UE e a Rússia, após a suspensão das relações bilaterais em 2014, no decurso da anexação da região ucraniana da Crimeia pela Rússia e o seu apoio na manutenção do conflito no leste ucraniano⁵.

Considerando que o gás natural continua a ser uma fonte de energia relevante para a economia europeia, ao alimentar cerca de um terço dos seus setores (Eurostat, 2015b), iremos analisar o Diálogo Energético, procurando ver como contribuiu para a segurança energética da UE. Tendo em conta a turbulenta relação, iremos, igualmente, apresentar alternativas de fornecimento energético à Europa, centrados nos projetos executados e projetados para os países atlânticos da massa continental europeia. Iniciamos o nosso estudo com a definição dos conceitos de segurança e interdependência energética, essencial para contextualizar o tema abordado. Em seguida, explicaremos as iniciativas levadas a cabo no seio do Diálogo Energético para garantir a segurança energética da União Europeia. Após um breve enquadramento sobre a posição do gás natural em termos europeus, explicaremos quais os projetos definidos para a União Europeia para os Estados-membros que constituem a sua frente atlântica, visando a diversificação do fornecimento de gás natural para o mercado europeu através do Gás Natural Liquefeito (LNG) proveniente dos países da bacia atlântica. Nesse sentido, exporemos quais são as perspectivas quanto a essa diversificação e quais os obstáculos à mesma⁶.

2. Segurança Energética e Interdependência Energética

O conceito de segurança energética é variável e dependente da perspetiva e do contexto no qual é analisado, refletindo a sua natureza multidimensional (Ang, Choong e Ng, 2014, p. 1078; Jonsson *et al.*, 2015, pp. 48-49; Kucharski e Unesaki, 2015, p. 28; Winzer, 2012, p. 36; Johansson, 2013, p. 203), pelo que não existe nenhuma definição universalmente aceite (Jonsson *et al.*, 2015, p. 49). A definição do conceito depende das dimensões da segurança energética, que, por si só, são de natureza dinâmica e mutável ao longo do tempo (Ang, Choong e Ng, 2014, p. 1078) e, consequentemente alteram a perceção dos países fornecedores e consumidores (Ang, Choong e Ng, 2014, p. 1083).

Na generalidade dos estudos sobre a matéria, essa definição cobre sete temáticas principais: disponibilidade de energia, infraestrutura, preço, efeitos sociais, ambiente, governação e eficiência energética (Ang, Choong e Ng, 2014, pp. 1079-1083). De forma a quantificá-la, têm sido construídos índices que permitem analisar o risco e o desempenho da segurança energética de um determinado país, através da combinação de vários

3 O objetivo era ampliar a cooperação das duas partes na investigação e a inovação no campo energético.

4 Criado para o desenvolver da cooperação em relação ao mercado de gás natural.

5 A União Europeia, em linha com a maioria da comunidade internacional, decidiu aplicar sanções à Rússia, por estas ações violarem o Direito Internacional e a integridade e soberania nacional da Ucrânia

6 Este estudo é suportado, maioritariamente, por fontes primárias e a análise de dados estatísticos entre 2000 e 2015, providenciados pelo Eurostat, a International Energy Agency, a U.S. Energy Information Administration e a BP.

indicadores. Apesar da dificuldade em medir a segurança energética, estes índices compostos permitem analisar e avaliar as políticas energéticas de vários países e organizações internacionais (Ang, Choong e Ng, 2014, pp. 1083-1084).

Uma das principais componentes da segurança energética é a segurança de aprovisionamento, que é tida como um importante objetivo da política energética em muitos países importadores/consumidores (Jonsson *et al.*, 2015, p. 49). Para a UE é uma das componentes da sua segurança energética, para além da sustentabilidade e da competitividade, definida como “uma disponibilidade física ininterrupta de produtos energéticos no mercado, a um preço que é sustentável para todos os consumidores (privados e industriais)” (Comissão Europeia, 2000).

Perante a pluralidade de conceitos sobre segurança de aprovisionamento, Checchi *et al.* (2009, p. 1) defendem que “é possível identificar que uma série de características estão sempre incluídas, nomeadamente a disponibilidade física e os preços.” Esta afirmação é coerente com a lógica seguida por diversos autores (Intharak *et al.*, 2007, p. 6; Keppler, 2012, p. 20; Le Coq e Paltseva, 2009, p. 4474; Mabro, 2008, p. 3), que a definem como a disponibilidade contínua de energia a um preço justo. Spanjer (2007, p. 2890) acrescenta que a “segurança de aprovisionamento pode ser amplamente dividida em duas partes: sistema de segurança – na medida em que os consumidores têm garantido o fornecimento de gás, em circunstâncias previsíveis – e segurança quantitativa – garantindo um adequado aprovisionamento de gás neste momento e no futuro, [compreendendo] não só os volumes de gás, mas também o preço e a diversificação dos fornecimentos de gás”.

A segurança de aprovisionamento está sujeita a uma série de riscos e vulnerabilidades, que podem comprometer o normal funcionamento do sistema energético (Keppler, 2012, p. 20; Lieb-Dóczy, Börner e MacKerron, 2003, p. 11). Esses riscos “reflete[m] a potencial inabilidade do sistema energético para cumprir com a sua função essencial”. O risco pode ser caracterizado pela sua fonte (externo ou interno), controlabilidade (possibilidade de gestão) e temporalidade (curto, médio e longo prazo) (Kucharski e Unesaki, 2015, pp. 29-30). Os riscos internos são facilmente controláveis e são originados por algum problema técnico ou erro humano na gestão do sistema energético, enquanto os riscos externos são de natureza mais incerta e são entendidos como ameaças, podendo ser de natureza económica, política, ambiental, social, geológica, tecnológica e geopolítica (Kucharski e Unesaki, 2015, p. 31; Jonsson *et al.*, 2015, p. 50; Johansson, 2013, pp. 202-203)⁷.

Para garantir a segurança de aprovisionamento é necessário que as fontes energéticas estejam disponíveis e acessíveis aos serviços de transformação, de transporte e de transmissão dessa mesma energia, sendo disposta aos consumidores a um preço sustentável, que não coloque em risco o funcionamento do sistema energético (Jonsson *et al.*, 2015, p. 49). Como resposta a esses riscos, podem ser adotadas estratégias de diversificação de fontes e fornecedores, que permitam “reduzir a sensibilidade a distúrbios no forneci-

7 Para uma análise sobre riscos e ameaças à segurança energética, ver Fernandes e Duarte (2011, p. 47).

mento” (Jonsson *et al.*, 2015, p. 49), a garantia de estabilidade do fornecimento face a esses distúrbios, a resiliência do sistema para conter possíveis choques e a adaptabilidade do sistema a longo prazo (Kucharski e Unesaki, 2015, p. 32).

Outra componente da segurança energética é a segurança da procura. A procura é um fator essencial para os países fornecedores/exportadores, uma vez que o setor energético é um dos mais importantes na sua economia, contribuindo, em larga medida, para o Produto Interno Bruto e a estabilidade orçamental. Assim, os países produtores/fornecedores procuram vender os seus recursos energéticos para gerar riqueza e capacidade de retorno de investimento na produção. Ao mesmo tempo, desejam manter a estabilidade dos preços e do funcionamento das rotas de transporte e transmissão de energia. Este ponto de vista é, igualmente, partilhado pelos países consumidores, muito embora o preço seja alvo de disputas, visto que os países fornecedores desejam “manter os preços tão altos quanto possível, desde que isso não leve a significantes perdas na procura” (Johansson, 2013, p. 202)⁸.

As relações energéticas entre países produtores e consumidores criam interdependências. Keohane e Nye (1989, pp. 8-11) explicam os diferentes desenvolvimentos desse fenómeno à luz do neoliberalismo, através da sua teoria de interdependência, em que a relação entre dois parceiros pode ser interligada ou interdependente, podendo um deles influenciar o outro de acordo com a sua perceção de sensibilidade ou vulnerabilidade. Esta teoria aplica-se, fundamentalmente, à interdependência económica, característica do processo globalizacional, mas pode ser aplicada às relações energéticas, particularmente à segurança energética, visto que os mercados estão totalmente interconectados e os atores tornam-se mais dependentes uns dos outros. Essas relações de interdependência podem ser analisadas através de diversos indicadores, como a balança comercial e o consumo energético de um país, e podem alterar-se ao longo do tempo, devido a mudanças na procura e na oferta de gás e de petróleo e à instabilidade política, social e económica nos países produtores (Umbach, 2010, p. 1230). Estes fatores contribuem para reforçar a influência de um dos parceiros face ao outro, assim como a capacidade de influenciar a segurança energética do país produtor (segurança da procura) ou do país consumidor (segurança de aprovisionamento), gerando uma relação assimétrica.

Ambas as vertentes da segurança energética podem ser integradas com os conceitos de vulnerabilidade e sensibilidade desta teoria. A sensibilidade consiste na resposta às interações criadas dentro de um quadro de políticas (Keohane e Nye, 1989, p. 12). O país que perceciona a sensibilidade procurará dirimir a sua dependência face ao outro, procurando alternativas de cooperação com o mesmo ou intensificando a sua relação com outros países (Proedrou, 2007, p. 332). Por seu turno, a vulnerabilidade é entendida como a suscetibilidade do país sofrer possíveis custos com eventos externos, que possam prejudicar a sua relação com o outro (Keohane e Nye, 1989, p. 13). Assim, o país procurará

8 A segurança na procura requer os mesmos pressupostos que a segurança de aprovisionamento, acrescentando-se, porém, a disponibilidade e a diversidade de consumidores que estejam dispostos a pagar aquele preço (Jonsson *et al.*, 2015, p. 49).

fortalecer a sua relação de cooperação com o outro, de forma a evitar uma saída unilateral do mesmo, que pudesse agravar a situação de enfraquecimento do país (Proedrou, 2007, p. 332). Em suma, o parceiro mais sensível tenta dirimir a sua situação de interdependência, ao passo que o mais vulnerável procura fortalecê-la.

A interdependência pode também ser categorizada como positiva ou negativa. A interdependência positiva consiste no intercâmbio de valores idênticos, onde as ações de ambos os países são recíprocas. Esta só é possível através de um diálogo bem estabelecido entre ambos os parceiros. Pelo contrário, a interdependência negativa é caracterizada pela vontade dos países rescindirem a sua situação de dependência, quando a relação não traz benefícios mútuos e cada um dos parceiros procura apenas satisfazer os seus próprios interesses (Keohane, 1986, p. 8).

3. Segurança Energética Europeia e o Diálogo Energético

A UE é um dos principais importadores e consumidores de petróleo e gás natural russos. Segundo o Eurostat, a UE consumiu 581.488 milhares de toneladas de crude em 2015, mais 31.175 do que no ano anterior. Nesse ano, as importações de crude russo totalizaram 150.297 milhares de toneladas, representando 27,3% do consumo total. O consumo nos Estados-membros tem decrescido substancialmente desde 2009, quando o volume de crude consumido aproximou-se, pela primeira vez, da fasquia das 600 milhares de toneladas desde o início do milénio. Esta aproximação decorreu da queda assinalável entre 2008 e 2009, na ordem das 49 mil milhares de toneladas. Em 2015, a UE consumia menos 15,5% face ao ano de 2000 (Eurostat, 2015a). Esta descida no consumo interno refletiu-se num decréscimo da importação de crude à Rússia, que apresenta um ligeiro declínio desde 2010 (Eurostat, 2014).

Ainda assim, o crude russo representou, em média, 30% do consumo da UE entre 2010 e 2013, apesar da queda de 3,2% registada no ano seguinte. Ao longo do período em análise, as importações da UE registaram uma tendência de crescimento sustentado quando comparadas em relação ao volume de consumo, somente afetada pelas ligeiras quebras assinaladas nos anos de 2007 e 2008. Com efeito, as importações de crude russo face ao consumo aumentaram mais 9% em 2014 face a 2000 (Eurostat, 2014). A primazia das importações russas foi mais expressiva na Eslováquia, Lituânia e Polónia, com valores acima dos 90% do consumo nacional (Eurostat, 2014).

Relativamente ao gás natural, a UE consumiu 397,26 bilhões de metros cúbicos (bcm) em 2015. O valor contraria a tendência de declínio desde 2011, quando o consumo caiu 9,8%, em contraste com o pico de 7,6% do ano anterior. Até esse momento, o volume de consumo tinha registado um crescimento médio de 1,3% (Eurostat, 2015b). A UE importou 121,68 bilhões de metros cúbicos de gás natural russo em 2015, representando 30,6% do seu consumo. A dependência do consumo de gás natural da UE em relação às importações russas tem permanecido estável desde 2000, situando-se entre os 24% e os 31%, com uma média anual de 28,5% (Eurostat, 2015b; 2015c). Os principais importadores de gás natural russo são, por ordem decrescente, a Alemanha (43,62 bcm) e a Itália (27,66 bcm), seguidos pela Polónia, Países Baixos, Hungria e França. A Bulgária, a Eslo-

váquia, a Estónia, a Finlândia, a Letónia e a Lituânia são totalmente dependentes do gás natural russo (Eurostat, 2015c).

A interdependência energética entre a União Europeia e a Rússia impeliu o aprofundamento da sua cooperação energética, institucionalizando-a em outubro de 2000 com a criação do Diálogo Energético. Apesar de a segurança energética não ser explicitamente um dos objetivos do novo Diálogo, várias discussões e medidas reportavam-se a esta dimensão nas relações energéticas entre as partes, à medida que vários fatores condicionavam a sua garantia da segurança energética, como sejam as infraestruturas, o investimento e a eficiência energética.

Antes da primeira reorganização do Diálogo Energético, que permitiu dividir as várias discussões em grupos temáticos especializados, as primeiras reuniões do Diálogo eram conduzidas pelos seus coordenadores. Numa das suas primeiras discussões, foi sugerido que a rede de transporte fosse alvo de uma monitorização⁹ constante para a definição dos projetos prioritários de atualização e otimização da rede, conduzidas pelas partes e os países de trânsito (UE-Rússia, 2001, pp. 3-4). Nesse sentido, foi acordado em 2002 o investimento necessário para a melhoria da rede, inserido no programa *Technical Assistance to the Commonwealth of Independent States (TACIS)*¹⁰.

Tendo em conta que a salvaguarda das infraestruturas de transporte do gás e do petróleo é uma componente fulcral para a garantia da segurança energética¹¹, a UE e a Rússia defenderam o desenvolvimento de novos projetos estratégicos de produção e de transporte de energia, que servissem o interesse comum, e o acesso não-discriminatório às redes de transporte pela Rússia, por forma a assegurar a eficácia do mesmo. Ambos os parceiros entenderam que era crucial a diversificação das rotas de transporte entre si, pelo que deveriam garantir as condições necessárias para o desenvolvimento de projetos, como o Nord Stream e o Yamal-Europe (troço polaco-bielorrusso), o campo de produção de Shtokman e os oleodutos Burgas-Alexandrópolis e Druzhba (troço Adria), um oleoduto que permitia à Rússia exportar petróleo para o mercado internacional, através do terminal croata de Omišalj (UE-Rússia, 2001, pp. 2-3; UE-Rússia, 2005, p. 6).

O desenvolvimento dos projetos está intimamente ligado a investimentos de larga escala, tidos como essenciais para renovar e ampliar a rede de infraestruturas de transporte de hidrocarbonetos, resolvendo os problemas técnicos resultantes da sua antiguidade e da sua capacidade diminuta para responder à procura europeia dos hidrocarbône-

9 Esta monitorização devia estender-se à “identificação precoce de fugas de gás e infraestruturas perigosas ou de baixo desempenho”, salvaguardando não só a eficiência da rede, mas também a segurança energética e ambiental, para as quais o novo centro de certificação de gás UE-Rússia, a ser construído pela Gazprom, iria contribuir significativamente (UE-Rússia, 2002a, pp. 1-2)

10 Em 2004, no quadro do programa TACIS, garantiu-se o financiamento de cerca de 3 milhões de euros em assistência técnica para a elaboração de um plano de modernização e de observação da rede de transporte (UE-Rússia, 2004, p. 6).

11 O transporte apenas pode ser garantido se as infraestruturas reunirem as condições necessárias, como sejam a capacidade adequada à produção para responder à procura, a manutenção constante para evitar potenciais fugas ou problemas técnicos e a renovação da rede, através da substituição ou construção de novas condutas.

tos russos, e garantir, assim, o seu bom funcionamento (Genç, 2009, p. 27). Assegurar um ambiente favorável ao investimento no setor energético traz vantagens para fornecedores e consumidores. Assim, aliado à eliminação de barreiras legais e fiscais e à consideração de outros mecanismos disponíveis de financiamento para projetos conjuntos, o investimento foi considerado pelas partes como forma de “melhorar a produção nos campos em atividade, atualizar as refinarias de petróleo, construir novas e atualizar antigas usinas, e otimizar a infraestrutura de transporte de energia” (UE-Rússia, 2005, p. 4). A entrada em vigor do Protocolo de Quioto ofereceu oportunidades para a realização de investimentos promotores da eficiência, poupança e gestão do consumo energético, para as quais contribui uma estreita “cooperação nas boas práticas e em tecnologias de energia mais eficientes” pela indústria, um dos principais setores consumidores, atendendo ao clima da subida de preços do petróleo e outras matérias-primas na década anterior (UE-Rússia, 2005, p. 4).

A Rússia acordou em implementar medidas para melhorar o quadro normativo nesta matéria, como a criação de nova legislação e a aplicação das regras necessárias, nomeadamente no que se refere aos Acordos de Produção Partilhada, a fim de criar condições para a atração de capital a curto prazo (UE-Rússia, 2001, p. 3). As alterações do enquadramento fiscal possibilitariam “o acesso não-discriminatório às redes de transporte de energia,” assim como “a implementação de projetos de energia por forma a facilitar a atividade empreendedora nos setores da exploração, produção e transporte de energia, como, por exemplo, através de *joint ventures* e concessões” (UE-Rússia, 2002a, p. 1). Posteriormente, criou um organismo que “facilita as relações dos investidores com todos os níveis da administração”, através da simplificação de “procedimentos administrativos e de licenças” (UE-Rússia, 2001, p. 4), e realizou várias reformas para tornar as oportunidades de investimento mais competitivas e atrativas, embora algumas empresas do país tivessem dificuldade no financiamento de capital estrangeiro a longo prazo (UE-Rússia, 2004, p. 4).

Contudo, o acesso ao investimento continuou a oferecer diversos problemas, sendo necessário aprofundar a questão. Considerando o potencial dos projetos de eficiência energética na Rússia, e por forma a contornar as dificuldades na obtenção de financiamento, foi desenvolvido um estudo para a criação de um mecanismo de garantias, com o objetivo de reduzir os riscos não-comerciais dos investimentos (UE-Rússia, 2004b, pp. 4-5). Uma “apropriada partilha do risco” na construção de infraestruturas e o desenvolvimento de campos de produção foram tidos como elementos fulcrais para assegurar as condições necessárias ao investimento em projetos desta envergadura (UE-Rússia, 2006, p. 4).

Em 2008, a Rússia adotou medidas fiscais que visavam estimular o setor petrolífero e comprometeu-se em criar as regulações necessárias para a implementação da sua nova política de investimento estrangeiro no setor energético. Por sua vez, a UE frisou que a troca de ativos é “um importante mecanismo de investimento mútuo nos setores energéticos” de ambas as partes, pelo que garantiu o acesso de terceiros à rede europeia, apesar das preocupações manifestadas pelo lado russo quanto às implicações que a nova legislação proposta pela Comissão, relativamente à regulação do mercado interno de energia, poderia acarretar (UE-Rússia, 2008, p. 5).

A eficiência energética está, no entender das partes, dependente da rentabilização da produção e do transporte energético, desafiada pelo aumento do consumo doméstico russo. Esse aumento pode representar um risco para a segurança energética da UE, pela redução do gás disponível para exportação, conduzindo-a a influenciar o consumo energético russo através da promoção de iniciativas que promovam a eficiência e, consequentemente, a poupança energética. Desta forma, a UE procurou solucionar o problema no longo prazo, agravado pelo fraco investimento nas infraestruturas *upstream* do setor russo, que, dado o seu estado maioritariamente obsoleto, oferece um potencial enorme para a poupança energética, através dos investimentos, práticas e tecnologias adequados (Boute, 2013, pp. 1024-1025).

Neste sentido, foi recomendada a implementação de programas-piloto em duas regiões produtoras, os *oblasts* de Archangelsk e Astracã, que beneficiaram de financiamento europeu para a eficiência dos seus sistemas de aquecimento e usinas (UE-Rússia, 2002a, pp. 3-4), no valor de 2,8 milhões de euros, entre 2006 e 2007 (Comissão Europeia, 2008, p. 16). Em outubro de 2002, Kaliningrado foi incluída nos programas-piloto, atendendo ao seu potencial de poupança energética na ordem dos 40%, do ponto de vista institucional, económico e tecnológico (UE-Rússia, 2002b, p. 3).

A UE e a Rússia reforçaram o papel da eficiência energética com a implementação da Iniciativa para a Eficiência Energética UE-Rússia, que procurou aliar a eficiência energética ao crescimento económico, diversificar os serviços energéticos, harmonizar a legislação e contribuir para a proteção do meio ambiente (UE-Rússia, 2010, p. 2). Para melhorar o potencial de poupança energética na Rússia, definiram-se cinco recomendações: o aumento da eficiência energética nos transportes e nas habitações, a criação de incentivos fiscais e financeiros para a introdução de novas tecnologias, a implementação dessas tecnologias nos edifícios governamentais, a redução do desperdício na produção e transporte de energia e o registo mais rigoroso das estatísticas (UE-Rússia, 2006, p. 6).

Nos anos seguintes, a iniciativa englobou vários projetos para a harmonização de legislação e regulamentos sobre a eficiência energética e as energias renováveis, a cooperação regional e internacional sobre esta matéria, a captação de investimento, a troca de informações e desenvolvimento de programas-piloto e a utilização de gás associado no consumo energético (UE-Rússia, 2007, p. 6; UE-Rússia, 2008, p. 7). Para atingir estes objetivos, destacam-se duas iniciativas decorridas em 2009: o estabelecimento da Parceria Internacional para a Cooperação sobre Eficiência Energética, no quadro do G8, e a conferência sobre a capacidade para a poupança e eficiência energética na Rússia, aquando do fórum internacional sobre tecnologias inovadoras EMBIZ2009, em Moscovo (UE-Rússia, 2009, p. 9).

4. Segurança Energética: a UE, o Gás Natural Liquefeito e a Frente Atlântica

Apesar do sucesso de algumas iniciativas do Diálogo Energético, a anexação da Crimeia pela Rússia e a intensificação do conflito no leste ucraniano levou a UE a suspender as suas relações bilaterais com a Rússia. Até ao presente, a manutenção do *status quo* na

Ucrânia não tem oferecido as condições desejáveis para o restabelecimento dessas relações bilaterais. As tensões registadas entre os países da Organização do Tratado do Atlântico Norte sobre uma possível ameaça russa, alimentada, sobretudo, pelos países do Báltico, levam a questionar as reais intenções da Rússia e colocam em causa a sua natureza enquanto parceiro estratégico da UE. Este cenário suscita, igualmente, dúvidas a alguns dos parceiros europeus quanto à fiabilidade da Rússia enquanto um dos principais fornecedores de petróleo e gás natural da Europa, considerando as suas implicações para a segurança energética.

Perante este cenário e as várias crises de gás entre a Rússia e a Ucrânia – 2006, 2009 e 2014 –, a UE tem desenvolvido estratégias para melhorar a sua segurança energética. Na *Estratégia Europeia de Segurança Energética* (Comissão Europeia, 2014), lançada em maio de 2014, foram identificadas simultaneamente estratégias a curto e a longo prazo, sendo que as últimas visam a segurança de aprovisionamento através da diversificação de fornecedores e de rotas de transporte alternativas (Bozhilova e Hashimoto, 2010, p. 634), apoiando-se também no desenvolvimento das energias endógenas (Comissão Europeia, 2014, pp. 4-5). Posteriormente, a UE estabeleceu como prioridade o desenvolvimento da União da Energia, com uma estratégia-quadro de 2015, assente em princípios como a garantia da “segurança energética, solidariedade e confiança” (Comissão Europeia, 2015, p. 4). Essas diretrizes sustentam os vários projetos de interesse comum, apoiados pela Comissão Europeia, com o intuito de reforçar as ligações na rede interna de gasodutos, através da construção de novas condutas, na reversão de fluxos e na ampliação de terminais LNG. Desta forma, a UE procura integrar completamente o seu mercado interno de gás, preparando a sua rede para a diversificação de fornecedores e na eliminação de “ilhas energéticas”.

A estratégia europeia encontra-se em linha com a preferência dos eurodeputados em desenvolver infraestruturas que permitam uma maior cooperação com a sua vizinhança – Ucrânia, Médio Oriente, Cáucaso e Mediterrâneo – e possibilitem a diversificação dos seus fornecedores (Parlamento Europeu, 2015). Esse é o fator em comum aos vários projetos de diversificação defendidos pela UE, que procuram garantir rotas que liguem o mercado europeu aos países produtores de gás natural no Cáucaso, na Ásia Central e no Médio Oriente. O desenho dos seus trajetos permitiria uma ligação mais rápida ao mercado europeu, que representasse uma alternativa às rotas tradicionais pelo sistema de condutas russo, preferindo a passagem pelo Mar Negro ou a Turquia, como zonas de trânsito.

Dentre os projetos¹² defendidos desde a segunda metade da década passada, encontra-se atualmente em execução o Gasoduto Trans-Adriático, que atravessará a Grécia e a

12 A Rússia também desenvolveu projetos alternativos, como o South Stream, anunciado em 2007. Este gasoduto permitiria transportar o gás russo através do Mar Negro até à Bulgária, dividindo-se em diferentes ramais até Itália e Áustria. Apesar do compromisso e da construção de parte do gasoduto em 2012 (Gazprom, 2012), o projeto não cumpria os requisitos antimonopolistas da legislação europeia, motivando o seu cancelamento após o eclodir da crise ucraniana em 2014 e as sanções da UE (Parlamento Europeu, 2014). Putin anunciou um projeto alternativo a 1 de dezembro de 2014, denominado Turk Stream, que atravessará o Mar Negro com destino à Turquia e à Grécia (Gazprom Export, 2016), aguardando o início da sua construção.

Albânia até à Itália e englobará a parcela greco-turca do Interconector Turquia-Grécia-Itália, inaugurada em 2007 (TAP, 2013; Alexander's Gas & Oil Connections, 2007). O gasoduto encontra-se em construção desde 2015 e fará ligação com o Gasoduto Trans-Anatoliano, na fronteira greco-turca, igualmente em construção desde 2015 (TAP, 2016; Gorst, 2015). Este atravessará a Turquia, estabelecendo a ligação entre o Gasoduto Trans-Adriático e o Gasoduto do Sul do Cáucaso, que tem início em Shah Deniz, no Azerbaijão, e termina na cidade turca de Posof. Os três últimos gasodutos mencionados integram a iniciativa Corredor Meridional de Gás¹³, promovida pela UE com vista a garantir a sua segurança energética a longo prazo, através do fornecimento de gás proveniente do Mar Cáspio e do Médio Oriente (figura 1) (Comissão das Comunidades Europeias, 2008).

Figura 1 – Mapa do corredor meridional de gás



Fonte: TANAP (2016).

Independentemente dos projetos em construção, a sua operacionalidade apenas será possível em 2019/2020 e a sua capacidade não permite uma redução substancial da dependência da UE em relação à Rússia. A somar à rápida depleção dos campos de produção no Mar do Norte, que têm abastecido os países europeus há várias décadas, a UE necessita de diversificar os seus fornecedores à escala global, procurando outras opções para além da sua vizinhança direta, onde se situam os seus parceiros tradicionais. Essa diversificação a nível global é possível pela emergência do LNG¹⁴, que, pela

¹³ Sobre o potencial e desafios do corredor meridional, ver Fernandes (2015, pp. 83-99).

¹⁴ O LNG tem emergido no mercado mundial. De acordo com os últimos dados disponíveis, 338,3 bcm de LNG foram transportados pelo mundo, representado 32,5% do gás natural exportado em 2015 (BP, 2016, p. 28). O maior exportador mundial de LNG é o Qatar (106,4 bcm), procedido pela Austrália (39,8

sua natureza física e a facilidade de transporte por via marítima, constitui uma solução para o mercado energético europeu, oferecendo novas possibilidades para o estabelecimento de parcerias estratégicas com fornecedores localizados em outras regiões do mundo.

Apesar do LNG representar, atualmente, um terço das exportações de gás natural, a sua tendência de crescimento na UE tem registado uma certa inconstância, confirmando a preferência do transporte de gás natural por meio de gasodutos. A UE importou, segundo os dados mais recentes, 410.640 bilhões de metros cúbicos de gás natural em 2015, dos quais 47.190 bilhões de metros cúbicos sob a forma de gás liquefeito, o que corresponde a 11,5% do total exportado (Eurostat, 2015b; 2015c). Apenas sete países produtores de gás natural exportam LNG para a UE: Argélia, Nigéria, Noruega, Omã, Peru, Qatar, Rússia e Trindade e Tobago. Destes países, o Qatar é o maior fornecedor (52,6%), seguido pela Argélia (20,4%) e a Nigéria (13,6%). Por seu turno, dez Estados-membros da UE importaram LNG em 2015, com o Reino Unido e a Espanha à cabeça, com mais de 13 mil bilhões de metros cúbicos cada (Eurostat, 2015b; 2015c).

Para garantir o fornecimento de LNG, é condição essencial que o país importador possua infraestruturas adequadas para a sua receção, nomeadamente um terminal LNG, com capacidade para armazenagem, servido por um porto de águas profundas e ligado à rede de condutas do país. Atualmente existem 25 terminais LNG construídos na União Europeia, encontrando-se outros sete em fase de construção e 21 planeados (GIE, 2016a). Todos os terminais existentes são de grande capacidade, com exceção dos dois terminais de pequena dimensão na Suécia e outros dois classificados como unidades flutuantes de regaseificação e armazenamento, localizados em Itália e na Lituânia (GIE, 2016b)¹⁵.

A frente atlântica continental da UE pode representar uma alternativa eficaz que sirva os interesses europeus na concretização de uma estratégia para a segurança energética europeia, uma vez que 14 dos 25 terminais LNG existentes na Europa localizam-se nas margens dos países que a compõem (figura 2). Entendemos como pertencentes à frente atlântica os Estados-membros da UE localizados na massa continental europeia – Alemanha, Bélgica, Dinamarca, Espanha, França, Países Baixos e Portugal. Como, nem a Alemanha, nem a Dinamarca, possuem qualquer terminal, focaremos a nossa análise nos restantes cinco países.

bcm) e a Malásia (34,2 bcm). Pelas características geográficas, o transporte de LNG é uma realidade consolidada nos países da Ásia-Pacífico, pelo que o principal mercado destes países para a venda de LNG são os países da sua vizinhança, à exceção da Indonésia que exporta 0,3 bcm para o México (BP, 2016, p. 36). O Qatar, pela sua posição dominante, exporta para todas as regiões do mundo, sendo os seus principais mercados a Ásia-Pacífico e a Eurásia. A primeira região recebe 65,3% do LNG expedido pelo Qatar (BP, 2016, p. 36).

15 De acordo com os dados fornecidos pelas empresas que operam estas infraestruturas, a sua capacidade nominal total é de 209,68 mil milhões de metros cúbicos e a sua capacidade total de armazenamento situa-se nos 9,13 milhões de metros cúbicos (GIE 2016b).

Figura 2 – Mapa dos projetos de interesse comum para o gás natural, na frente atlântica



Fonte: European Commission (2017i).

Espanha lidera pela sua desenvolvida rede de condutas e de terminais, contando com sete terminais LNG completamente operacionais, dos quais quatro localizam-se junto à costa atlântica, enquanto os restantes são banhados pelo Mediterrâneo. São classificados

como terminais de grande capacidade, com condições para receber 68,9 bcm anuais e o armazenamento de cerca de 3,6 milhões de metros cúbicos (GIE, 2016b). O terminal de Barcelona é o maior terminal do conjunto, sendo, ainda, o mais antigo da Europa. A operar desde 1968, este terminal pode receber até 1,95 milhões de metros cúbicos por hora, num total de 17,10 bcm por ano. O seu armazenamento pode comportar até 760 mil metros cúbicos de LNG (GIE, 2016b).

França surge em segundo lugar, com quatro terminais aptos para a importação de LNG. Banhados pelo Atlântico, encontram-se os maiores terminais, Dunkerque e Montoir de Bretagne, que possuem uma capacidade de 13 e 10 bcm por ano, respetivamente. O outro par, Fos-Tonkin e Fos Cavaou, localiza-se no sul do país, junto ao Mediterrâneo, com o último a ser construído em 2010, dotando o anterior com uma capacidade adicional de 8,25 bcm/ano. No total, os quatro terminais comportam uma capacidade total na ordem dos 34,25 bcm anuais e conseguem movimentar até 5,28 milhões de metros cúbicos por hora (GIE, 2016b).

Bélgica, Países Baixos e Portugal possuem um terminal cada. O terminal de Roterdão, nos Países Baixos, detém a maior capacidade deste conjunto, com 12 bcm/ano, seguido pelo terminal belga de Zeebrugge (9 bcm/ano) e pelo de Sines, localizado na costa portuguesa (7,9 bcm/ano) (GIE, 2016b).

Os terminais LNG nestes cinco países permite a importação de 132,05 bcm por ano (GIE, 2016b). Esta elevada capacidade, que corresponde a 32,2% do total de gás natural importado pela UE em 2015, pode representar uma alternativa sustentável para a garantia da segurança energética. Para que essa alternativa seja uma realidade a médio ou longo prazo, a UE apoia alguns projetos para incrementar a conectividade ao longo da sua vasta rede de gasodutos. Desde 2013, a Comissão Europeia tem publicado uma lista de projetos de interesse comum, que consiste num conjunto de propostas que permitam à UE cumprir com os objetivos do seu mercado interno de energia (European Commission, 2017a). Para os países analisados no presente artigo, a Comissão Europeia tem a decorrer cinco projetos, que objetivam o fluxo bidirecional entre a Península Ibérica, França e Alemanha (Comissão Europeia, 2016).

A interconexão entre a Península Ibérica e o resto do continente europeu é crucial para o pleno usufruto da capacidade de importação de Espanha, pela considerável capacidade de importação dos seus terminais LNG, complementada pela posição estratégica do terminal português em Sines. Neste sentido, estão previstos dois projetos. O primeiro consiste na construção da terceira interconexão entre Portugal e Espanha, complementando as duas já existentes, que cruzam a fronteira em Valença do Minho/Tuy e Campo Maior/Badajoz. A nova conduta ligará Celorico da Beira (Portugal) a Zamora (Espanha), intercetando a fronteira em Vale de Frades, a nordeste de Portugal, num total de 314 km (European Commission, 2017b). A nova conduta será bidirecional e prevê a ligação com a atual infraestrutura existente em Portugal com uma ligação até Cantanhede. Terá a capacidade para transportar até 11,88 milhões de metros cúbicos (mcm) de gás natural, aquando da sua conclusão em 2021 (European Commission, 2017c).

O segundo, designado como Midcat, consiste na construção de um eixo leste entre a Espanha e a França, que complementará os dois pontos de interconexão existentes entre estes países, Biriadou e Larrau (GIE, 2016a; European Commission, 2017d). Este projeto inclui a construção de um gasoduto ao longo de 580 km, com ponto de interseção fronteira em Le Perthus, assim como a construção de estações compressoras em Barbaria e Montpellier e a adaptação da estação de Saint Martin de Crau, com uma potência conjunta de 40MW. Esta ligação permitirá um fluxo de 230GW por dia de Espanha para França e de 80MW por dia no sentido oposto, estando concluída em 2022 (European Commission, 2017d; 2017e).

O projeto anterior está de acordo com a lógica de reforçar a interconexão entre o sul e o norte de França. Concorrem para este objetivo a construção de três troços em território francês: entre Voisines e Etrez (190 km), que inclui uma estação compressora em Etrez (9MW); entre Etrez e Saint-Avit (170 km); e entre Saint-Avit e Saint Martin de Crau (220 km) (European Commission, 2017f; 2017g; 2017h). É complementado pelo gasoduto de 60 km a ser construído em 2018 entre Lupiac e Barran, com ligação à estação de compressão em Barbaire e a adaptação da estação de interconexão em Cruzy (European Commission, 2016d), e o reforço do gasoduto entre Morelmaison e Laneuvelotte, com três estações compressoras adicionais, que garantiram o fluxo bidirecional entre a França e a Alemanha, até 100MW por dia (European Commission, 2016e). Todos estes projetos estarão plenamente operacionais entre 2018 e 2022.

Todos estes projetos de interesse comum são uma continuação do trabalho desenvolvido desde 2014, que, até ao final de janeiro de 2017, conta com a conclusão de três empreendimentos. Esses três projetos já concluídos, na França e Bélgica, consistiram na construção de um gasoduto entre Pitgam (França) e Maldegem (Bélgica), com uma capacidade de 24 mcm por dia, e uma estação compressora de apoio (European Commission, 2016a); o reforço com uma nova conduta entre Cuvilly e Voisines, ao longo de 308 km, que permitirá complementar os três futuros troços mencionados anteriormente (European Commission, 2016b); e a expansão do terminal LNG em Zeebrugge, na Bélgica, que permite um incremento de 25% na sua capacidade de armazenamento e receção de gás natural (European Commission, 2016c).

Este reforço na rede de gasodutos nesta região perspetiva o papel que os atuais e futuros países fornecedores de gás natural podem exercer como alternativa para reforçar o fornecimento da UE, através do transporte marítimo de LNG pelo Atlântico. O futuro nos padrões de produção e das rotas comerciais na bacia do Atlântico constituem uma oportunidade para a Europa e os países produtores, uma vez que três quartos dos fluxos energéticos por via marítima são realizados no Atlântico (European Commission, 2014, p. 2). O futuro nos padrões de produção está relacionado com o potencial das reservas de gás natural (11%) e de *shale gas* (67%) na bacia atlântica (European Commission, 2014, p. 3). Por seu turno, os fluxos energéticos pelo Atlântico podem alterar-se perante o aumento na produção de *shale gas* nos Estados Unidos da América, as descobertas no Brasil, o desenvolvimento na produção em reservas *offshore* ao longo da costa da África Ocidental (European Commission, 2014, p. 4).

O *shale gas* proveniente dos Estados Unidos pode proporcionar gás natural mais barato à Europa, em contraste com o gás natural convencional importado da Rússia, ao mesmo tempo que permitira contrapor a dependência dos países europeus em relação aos produtos energéticos russos (Isbell, 2015, p. 4). A produção de *shale gas* nos Estados Unidos tem registado um crescimento acelerado nos últimos anos, situando-se nos 430,41 bcm em 2015, mais 185% do que volume produzido em 2010 (EIA, 2016a).

O Brasil detém as segundas maiores reservas de gás natural da América do Sul, depois da Venezuela, com 470,05 bcm. As descobertas de novas reservas *offshore* na camada pré-sal, no início da década de 2010, impulsionaram a produção. Com efeito, a maior parte das reservas são *offshore* (85%), das quais dois terços localizam-se ao largo da costa do Rio de Janeiro (EIA, 2015). Embora as exportações de gás natural sejam negligenciáveis, visto que toda a sua produção é destinada ao consumo interno, a potencialidade de crescimento na produção de gás natural no Brasil pode torna-lo num dos países exportadores de gás natural a longo prazo, atendendo ao pico de produção registado em 2016, na ordem dos 113,8 mcm por dia (Presidency of the Republic of Brazil, 2017).

O desenvolvimento da produção ao longo dos países costeiros da África Ocidental, nomeadamente os situados no arco entre o Gana e Angola (Golfo da Guiné), pode contribuir positivamente para a diversificação do mercado europeu de gás, devido à sua proximidade em relação ao mesmo e a boa acessibilidade marítima. África possui 7,5% das reservas mundiais de gás natural, num total de 14,1 trilhões de metros cúbicos (tcm) (BP, 2016, p. 20). A Nigéria, que se situa no mencionado arco, é o segundo maior produtor de gás natural em África (50,1 bcm) e o detentor da maior reserva no continente (5,1 tcm). A produção de gás natural na Nigéria duplicou entre 2005 e 2015, representando um quarto da produção em África (BP, 2016, p. 22). A tendência de crescimento na produção pode significar um incremento das exportações de LNG para a União Europeia. Em 2015, a Nigéria tinha exportado 6,44 bcm de LNG para a UE, tendo como destino sete Estados-membros (Eurostat, 2015c).

A produção de gás natural ainda se encontra na sua fase incipiente em Angola. Apesar das reservas estimadas de gás natural rondarem os 308,65 bcm e do consumo ser uma fatia insignificante face ao volume produzido, Angola enfrente problemas técnicos que não permitem o aproveitamento da produção de gás natural, já que dois terços do gás produzido perdeu-se no decurso de processos de ventilação ou queima e 24% foi rejeitado (EIA, 2016b). Angola exportou LNG pela primeira vez em 2013, com destino ao Brasil e ao Extremo Oriente, a partir da sua nova unidade de LNG em Soyo, que cuja construção por um consórcio internacional representou o maior investimento estrangeiro no país. Porém, uma série de problemas técnicos obrigou ao cessar das suas funções pouco tempo depois da sua inauguração, prevendo-se a sua reativação em breve (EIA, 2016b). Ultrapassados os problemas técnicos e considerando as vastas reservas de gás natural estimadas em Angola, o país pode, a longo prazo, fornecer gás natural ao mercado europeu.

Muito embora estas perspetivas sejam promissoras, existem alguns inconvenientes que poderão obstaculizar os fluxos energéticos entre a UE e o Atlântico, no que ao gás

natural diz respeito. Podem encarar-se três grandes desafios ao futuro do LNG no Atlântico. Em primeiro lugar, o transporte de LNG ainda comporta um custo elevado para os países importadores, em comparação com o gás natural transportado pelos gasodutos. Embora o *shale gas* seja mais barato que o gás natural convencional, este encarece de sobremaneira após lhe serem adicionados os custos de transporte, tornando-o numa aposta ainda pouco vantajosa (European Commission, 2014, p. 6). Assim, os mercados tradicionais da UE, nomeadamente a Rússia e o Norte de África continuarão a desempenhar um papel importante no seu fornecimento energético, reforçado pela intenção e pelos projetos promovidos pela UE para desenvolver futuras ligações da sua rede com os países produtores de gás natural no Cáucaso e no Médio Oriente.

Em segundo lugar, a situação interna nos países do Atlântico Sul pode representar alguns riscos. Embora o Brasil seja considerado um país emergente, todos os países desta região são considerados países em desenvolvimento, devido ao nível de condições de vida continuar abaixo dos padrões mundiais e necessários à condição humana, não só no que diz respeito ao acesso a bens e serviços essenciais, como ao fosso criado pelas disparidades nos rendimentos das suas populações, onde uma restrita minoria concentra a maior parte da riqueza em contraste com a generalidade da população que sobrevive abaixo do limiar da pobreza. A manutenção destas condições reflete a fraqueza das instituições, que atenta contra a sua independência e a plena separação de poderes, e a prepotência dos poderes instalados na maioria desses países, como, de resto, se traduz nos seus elevados níveis de corrupção (Transparency International, 2016). Estas condições podem afetar a captação de investimento direto estrangeiro para a construção, ampliação e manutenção das infraestruturas de produção e exportação de gás natural, por não garantirem um ambiente propício ao investimento nem contribuírem para um enquadramento legal e/ou regulatório que salvaguarde, convenientemente, os direitos dos investidores. Para além disso, o fluxo de investimento estrangeiro para a indústria do gás natural num país substancialmente corrupto pode contribuir para a manutenção do estado de coisas, uma vez que a riqueza gerada tenderá a ser desviada do seu propósito, o desenvolvimento e a melhoria das condições de vida das populações.

Por último, a segurança marítima deve ser garantida no espaço atlântico para assegurar a normalidade das trocas comerciais de LNG. O aumento no tráfego marítimo obrigará os países costeiros a reforçarem o patrulhamento das suas águas territoriais, assim como deverão ser equacionadas medidas de segurança adicionais em águas internacionais, através de ações conjuntas de cooperação marítima multilateral, que previnam e combatam a pirataria. Na mesma linha, os navios utilizados no transporte de LNG podem representar um risco para o meio ambiente, caso não sejam observadas as regras de segurança estabelecidas internacionalmente nem sejam garantidas condições técnicas e operacionais nos terminais LNG e nos navios. Nesse sentido, a estrutura dos navios deve permitir a sua resiliência perante condições atmosféricas adversas. Para isso, é fundamental criar uma política de partilha de boas práticas entre os países produtores e consumidores na bacia atlântica, que pode ser enquadrada numa futura iniciativa de cooperação multilateral, e reforçar nas inspeções técnicas, criteriosas e independentes.

5. Considerações Finais

O Diálogo Energético entre a União Europeia e a Rússia contribuiu positivamente para a garantia da segurança energética na Europa. Este Diálogo foi o principal fórum de discussão das relações energéticas, onde foram levantadas as questões mais prementes, concretizados projetos e definidas, dentro das possibilidades, estratégias para uma parceria energética eficaz e duradora. O seu trabalho significou um passo decisivo e importante na história das relações entre a UE e a Rússia, cujos resultados devem ser realçados e aproveitados num futuro próximo, uma vez eliminados os diferendos que, neste momento, não permitem o restabelecimento das relações bilaterais. Desta forma, o Diálogo representou a boa vontade das partes em convergirem as suas posições e reforçarem a fiabilidade da UE e da Rússia enquanto consumidor e fornecedor.

As áreas discutidas no Diálogo Energético relativas à segurança energética necessitam de um diálogo constante entre as partes, com a continuidade da Rússia como um dos principais fornecedores de hidrocarbonetos do mercado europeu. O investimento deve ser assegurado e a capacidade das empresas do setor energético russo em assegurá-lo tem de ser acautelada, por meio de evitar futuros constrangimentos que impeçam o normal funcionamento das infraestruturas e, consequentemente, o fornecimento à Europa. A inovação tecnológica do setor energético é uma prioridade para desenvolver a rede que une a Rússia aos seus parceiros europeus, por forma a contrariar a sua antiguidade e possível degradação no futuro. A sustentabilidade do setor energético russo depende, assim, de grandes volumes de investimento, que o tornem mais eficiente e produtivo, para responder à procura europeia e dos novos mercados no Extremo Oriente.

Perante os acontecimentos ocorridos desde 2014, a opção atlântica tornou-se uma das alternativas plausíveis para a diversificação do mercado europeu de gás, reflexo do desejo manifesto da UE em procurar novos fornecedores que permitam reduzir a sua interdependência em relação à Rússia e a países de trânsito, como a Bielorrússia e a Ucrânia, que vieram a despoletar várias interrupções ao fornecimento de gás à Europa desde o início da década passada. Essa vontade traduz-se no reforço da malha de condutas entre Portugal e os Países Baixos, criando novas conexões entre as condutas existentes, que incrementem o transporte bidirecional de gás transfronteiriço e o aumento da sua capacidade técnica. Este empreendimento potencializará a importação de LNG por meio dos terminais existentes na costa atlântica da Europa, que, no seu conjunto, representam metade dos terminais em operação. Reconhecemos a importância e a validade destes projetos, pois permitirão à UE aproximar-se de novos mercados, alguns deles em expansão, ao longo da bacia atlântica. Porém, salientamos que o reforço das ligações entre a Península Ibérica e o resto do continente europeu, através da fronteira franco-espanhola, deveria ser mais significativo, atendendo ao elevado número de terminais já operacionais na península, com excelentes condições para futuros desenvolvimentos da sua capacidade técnica para receber um maior volume de LNG importado.

Referências

- Alexander's Gas & Oil Connections, 2007. Turkish-Greek pipeline now complete. *Alexander's Gas & Oil Connections* [em linha], 6 de setembro, 02:00 AM. Disponível em: <http://www.gasandoil.com/news/europe/923d6fef90fe587bc1346da4f8975f5b> [Consultado em 12 de fevereiro de 2017].
- Ang, B. W., Choong, W. L. e Ng, T. S., 2014. Energy security: Definitions, dimensions and indexes. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* [em linha] 42, pp. 1077-1093. Disponível em: <http://dx.doi.org/10.1016/j.rser.2014.10.064> [Consultado em 12 de fevereiro de 2017].
- BBC, 2014. Russia drops South Stream gas pipeline plan. *BBC* [em linha], 1 de dezembro, Europa. Disponível em: <http://www.bbc.com/news/world-europe-30283571> [Consultado em 12 de fevereiro de 2017].
- Boute, A., 2013. Energy Efficiency as a New Paradigm of the European External Energy Policy: The Case of the EU-Russian Energy Dialogue. *Europe-Asia Studies* [em linha] 65(6), pp. 1021-1054. Disponível em: <http://dx.doi.org/10.1080/09668136.2013.797659> [Consultado em 12 de fevereiro de 2017].
- Bozhilova, D. e Hashimoto, T., 2010. EU-Russia energy negotiations: a choice between rational self-interest and collective action. *European Security* [em linha], 19(4), pp. 627-642. Disponível em: <http://dx.doi.org/10.1080/09662839.2010.528406> [Consultado em 12 de fevereiro de 2017].
- BP, 2016. *BP Statistical Review of World Energy*. BP [em linha]. Disponível em: <https://www.bp.com/content/dam/bp/pdf/energy-economics/statistical-review-2016/bp-statistical-review-of-world-energy-2016-full-report.pdf> [Consultado em 22 de fevereiro de 2017].
- Cardoso, L., 1979. Editorial. *Nação e Defesa*, 6(12), pp. 5-12.
- Checchi, A., Bherens, A. e Egenhofer, C., 2009. Long-Term Energy Security Risks for Europe: A Sector-Specific Approach. *CEPS Working Document* [em linha], No. 309, janeiro. Bruxelas: Centre for European Policy Studies (CEPS). Disponível em: <http://aei.pitt.edu/10759/1/1785.pdf> [Consultado em 12 de fevereiro de 2017].
- Comissão das Comunidades Europeias, 2008. *Segunda Análise Estratégica da Política Energética: Um Plano de Ação da UE sobre a Segurança Energética e Solidariedade*, COM(2008) 781 final. Comunicação da Comissão ao Parlamento Europeu, ao Conselho, ao Comité Económico e Social Europeu e ao Comité das Regiões, Bruxelas, 13 de novembro. [em linha] Disponível em registo público de documentos: <http://register.consilium.europa.eu/doc/srv?l=PT&f=ST%2015944%202008%20INIT>.
- Comissão Europeia, 2016. Regulamento Delegado (UE) 2016/89 da Comissão, de 18 de novembro de 2015, que altera o Regulamento (UE) n.º 347/2013 do Parlamento Europeu e do Conselho no que diz respeito à lista da União de projetos de interesse comum. *Jornal Oficial da União Europeia*, L 19 PT de 27.1.2016, pp. 1-21. [em linha] Disponível em EUR-Lex: <http://eur-lex.europa.eu/legal-content/PT/TXT/PDF/?uri=CELEX:32016R0089&from=PT>
- Comissão Europeia, 2015. *Uma estratégia-quadro para uma União da Energia resiliente dotada de uma política em matéria de alterações climáticas virada para o futuro*, COM(2015) 80 final. Comunicação da Comissão ao Parlamento Europeu, ao Conselho, ao Comité Económico e Social Europeu, ao Comité das Regiões e ao Banco Europeu de Investimento, de 25 de fevereiro de 2015, Bruxelas, 2 documentos. [em linha] Disponível em EUR-Lex: <http://eur-lex.europa.eu/legal-content/PT/TXT/?uri=CELEX%3A52015DC0080>.

- Comissão Europeia, 2014. *Estratégia europeia de segurança energética*, COM(2014) 330 final. Comunicação da Comissão ao Parlamento Europeu e ao Conselho, de 28 de maio de 2014, Bruxelas. [em linha] Disponível em EUR-Lex: <http://eur-lex.europa.eu/legal-content/PT/TXT/PDF/?uri=CELEX:52014DC0330&from=EN>.
- Comissão Europeia, 2008. *EU-Russia Common Spaces – Progress Report 2007*. [em linha] Disponível em: http://www.enpi-info.eu/library/sites/default/files/attachments/commonsaces_prog_report2007.pdf [Consultado em 12 de fevereiro de 2017].
- Comissão Europeia, 2000. *Livro Verde da Comissão, de 29 de Novembro de 2000, “Para uma estratégia europeia de segurança do aprovisionamento energético”*, COM(2000) 769 final. Não publicado no Jornal Oficial. [em linha] Disponível em EUR-Lex: <http://eur-lex.europa.eu/legal-content/PT/TXT/HTML/?uri=LEGISSUM:l27037&from=PT>.
- Comunidade Europeia, 1997. Acordo de Parceria e Cooperação que estabelece uma parceria entre as Comunidades Europeias e os seus Estados-membros, por um lado, e a Federação da Rússia, por outro. *Jornal Oficial das Comunidades Europeias*, L 327 PT de 28 de novembro de 1997, documento 1. [em linha] Disponível em EUR-Lex: [http://eur-lex.europa.eu/legal-content/PT/TXT/PDF/?uri=CELEX:21997A1128\(01\)&from=PT](http://eur-lex.europa.eu/legal-content/PT/TXT/PDF/?uri=CELEX:21997A1128(01)&from=PT).
- Energy Information Administration (EIA), 2016a. Natural Gas: Shale Gas Production (Billion Cubic Feet). *ELA* [em linha], 14 de dezembro. Disponível em: https://www.eia.gov/dnav/ng/ng_prod_shalegas_s1_a.htm [Consultado em 11 de fevereiro de 2017].
- Energy Information Administration (EIA), 2016b. Angola: Overview. *ELA* [em linha], 18 de maio. Disponível em: <https://www.eia.gov/beta/international/analysis.cfm?iso=AGO> [Consultado em 11 de fevereiro de 2017].
- Energy Information Administration (EIA), 2015. Brazil: Overview. *ELA* [em linha], 2 de dezembro. Disponível em: <https://www.eia.gov/beta/international/analysis.cfm?iso=BRA> [Consultado em 11 de fevereiro de 2017].
- European Commission, 2017a. Energy. Projects of common interest. *European Commission* [em linha]. Disponível em: <https://ec.europa.eu/energy/en/topics/infrastructure/projects-common-interest> [Consultado em 11 de fevereiro de 2017].
- European Commission, 2017b. Gas Interconnection: North-South gas interconnections in Western Europe. *European Commission* [em linha], janeiro de 2017, Project of common interest 5.4. Disponível em: https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/pci_5_4_en_2015.pdf [Consultado em 11 de fevereiro de 2017].
- European Commission, 2017c. 02 Implementation Plan – for publication. For Project of Common Interest: 5.4 3rd interconnection point between Portugal and Spain. *European Commission* [em linha], fevereiro de 2017, Project of Common Interest: 5.4 NSI West Gas. Disponível em: https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/pci_annex2_5_4_en_2015.pdf [Consultado em 11 de fevereiro de 2017].
- European Commission, 2017d. Gas Interconnection: North-South gas interconnections in Western Europe. *European Commission* [em linha], janeiro de 2017, Project of common interest 5.5. Disponível em: https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/pci_5_5_en_2015.pdf [Consultado em 11 de fevereiro de 2017].
- European Commission, 2017e. 02 Implementation Plan – for publication. For Project of Common Interest: 5.5 Eastern Axis Spain – France – interconnection point between Iberian Peninsula

and France at Le Perthus, including the compressor stations at Montpellier and St. Martin de Crau [currently known as “Midcat”]. *European Commission* [em linha], janeiro de 2017, Project of Common Interest: 5.5 NSI West Gas. Disponível em: https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/pci_annex2_5_5_en_2015.pdf [Consultado em 11 de fevereiro de 2017].

European Commission, 2017f. Gas Interconnection: North-South gas interconnections in Western Europe. *European Commission* [em linha], janeiro de 2017, Project of Common Interest: 5.7.1. Disponível em: https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/pci_5_7_1_en_2015.pdf [Consultado em 11 de fevereiro de 2017].

European Commission, 2017g. Gas Interconnection: North-South gas interconnections in Western Europe. *European Commission* [em linha], janeiro de 2017, Project of Common Interest: 5.8.1. Disponível em: https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/pci_5_8_1_en_2015.pdf [Consultado em 11 de fevereiro de 2017].

European Commission, 2017h. Gas Interconnection: North-South gas interconnections in Western Europe. *European Commission* [em linha], janeiro de 2017, Project of Common Interest: 5.8.2. Disponível em: https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/pci_5_8_2_en_2015.pdf [Consultado em 11 de fevereiro de 2017].

European Commission, 2017i. Energy: Projects of common interest – Interactive map. *European Commission* [em linha]. Disponível em: http://ec.europa.eu/energy/infrastructure/transparency_platform/map-viewer/main.html [Consultado em 12 de fevereiro de 2017].

European Commission, 2016a. Gas Interconnection: North-South gas interconnections in Western Europe. *European Commission* [em linha], junho de 2016, Project of Common Interest: 5.13. Disponível em: https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/pci_5_13_en_2015.pdf [Consultado em 11 de fevereiro de 2017].

European Commission, 2016b. Gas Interconnection: North-South gas interconnections in Western Europe. *European Commission* [em linha], junho de 2016, Project of Common Interest: 5.14. Disponível em: https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/pci_5_14_en_2015.pdf [Consultado em 11 de fevereiro de 2017].

European Commission, 2016c. Gas Interconnection: North-South gas interconnections in Western Europe. *European Commission* [em linha], junho de 2016, Project of Common Interest: 5.16. Disponível em: https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/pci_5_16_en_2015.pdf [Consultado em 11 de fevereiro de 2017].

European Commission, 2016d. Gas Interconnection: North-South gas interconnections in Western Europe. *European Commission* [em linha], junho de 2016, Project of Common Interest: 5.7.2. Disponível em: https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/pci_5_7_2_en_2015.pdf [Consultado em 11 de fevereiro de 2017].

European Commission, 2016e. Gas Interconnection: North-South gas interconnections in Western Europe. *European Commission* [em linha], junho de 2016, Project of Common Interest: 5.6. Disponível em: https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/pci_5_6_en_2015.pdf [Consultado em 11 de fevereiro de 2017].

European Commission, 2014. The Changing Energy Landscape in the Atlantic Region. *European Policy Brief*, 19 de dezembro. [em linha] Disponível em Atlantic Future: http://www.atlanticfuture.eu/files/1110-ATLANTIC%20FUTURE_%20Policy%20Brief_The%20changing%20

- energy%20landscape%20in%20the%20Atlantic%20region.pdf [Consultado em 12 de fevereiro de 2017].
- Eurostat, 2015a. Supply, transformation and consumption of oil - annual data. *Eurostat* [em linha]. Disponível em: http://appsso.eurostat.ec.europa.eu/nui/show.do?dataset=nrg_102a&lang=en [Consultado em 15 de fevereiro de 2017].
- Eurostat, 2015b. Supply, transformation and consumption of gas - annual data. *Eurostat* [em linha]. Disponível em: http://appsso.eurostat.ec.europa.eu/nui/show.do?dataset=nrg_103a&lang=en [Consultado em 15 de fevereiro de 2017].
- Eurostat, 2015c. Imports - gas - annual data. *Eurostat* [em linha]. Disponível em: http://appsso.eurostat.ec.europa.eu/nui/show.do?dataset=nrg_124a&lang=en [Consultado em 15 de fevereiro de 2017].
- Eurostat, 2014. Imports - oil - annual data. *Eurostat* [em linha]. Disponível em: http://appsso.eurostat.ec.europa.eu/nui/show.do?dataset=nrg_123a&lang=en [Consultado em 15 de fevereiro de 2017].
- Fernandes, C., 2015. Potencialidades e Desafios da Bacia do Cáspio para a Estratégia Europeia de Aproveitamento: Oportunidades para Portugal. *Relações Internacionais*, (46), pp. 83-99.
- Fernandes, C. e Duarte, A. P., 2011. O Problema do Abastecimento de Espanha e Portugal: a Questão do Magreb. Em *Segurança Nacional e Estratégias Energéticas de Portugal e Espanha*. Madrid/Lisboa: CESEDEN/IDN, pp. 37-76.
- Gas Infrastructure Europe (GIE), 2016a. LNG Map 2016. *GIE* [em linha]. Disponível em: http://www.gie.eu/download/maps/2016/GIE_LNG_2016_A0_1189x841_FULL.pdf [Consultado em 10 de fevereiro de 2017].
- Gas Infrastructure Europe (GIE), 2016b. Map Database 15 April 2016. *GIE* [em linha]. Disponível em: <http://www.gie.eu/download/maps/2016/GIE%20LNG%20Map%20Database%202016%20-%20final.xlsx> [Consultado em 10 de fevereiro de 2017].
- Gazprom Export, 2016. TurkStream. *Gazprom Export* [em linha]. Disponível em: <http://www.gazpromexport.ru/en/projects/6/> [Consultado em 12 de fevereiro de 2017].
- Gazprom, 2012. South Stream gas pipeline construction starts up. *Gazprom* [em linha], 7 de dezembro, 17:40. Disponível em: <http://www.gazprom.com/press/news/2012/december/article150873/> [Consultado em 12 de fevereiro de 2017].
- Genç, S., 2009. Energy Nexus Between Russia and the EU: Competition and Dialogue. *Akademik Arastirmalar Dergisi*, (40), pp. 15-31.
- Gorst, I., 2015. Construction of Tanap pipeline begins in Turkey as EU and Russia spar for upper hand. *Financial Times* [em linha], 18 de março. Disponível em: <https://www.ft.com/content/be6120f0-6a87-3923-80df-8fe6d4ceeabc> [Consultado em 12 de fevereiro de 2017].
- Intharak, N. et al., 2007. *A quest for energy security in the 21st century: resources and constraints*. Tokyo: Asia Pacific Energy Research Centre, Institute of Energy Economics. Disponível em Asia-Pacific Economic Cooperation: http://aperc.ieej.or.jp/file/2010/9/26/APERC_2007_A_Quest_for_Energy_Security.pdf [Consultado em 12 de fevereiro de 2017].
- Isbell, P., 2015. Introduction to the Future of Energy in the Atlantic Basin. In: Eloy Álvarez Pelegrí e Paul Isbell, eds., *The Future of Energy in the Atlantic Basin*. Washington, DC: Center for Transatlantic Relations, pp. 3-14.

- Johansson, B., 2013. A broadened typology on energy and security. *Energy* [em linha] n°53, maio, pp. 199-205. Disponível em: <http://dx.doi.org/10.1016/j.energy.2013.03.012> [Consultado em 12 de fevereiro de 2017].
- Jonsson, D. K., *et al.*, 2015. Energy security matters in the EU Energy Roadmap. *Energy Strategy Reviews* [em linha], Vol. 6, janeiro, pp. 48-56. Disponível em: <http://dx.doi.org/10.1016/j.esr.2015.03.002> [Consultado em 12 de fevereiro de 2017].
- Keohane, R., 1986. Reciprocity in international relations. *International Organization* [em linha] 40(1), inverno, pp. 1-27. Disponível em: <http://www.jstor.org/stable/2706740> [Consultado em 12 de fevereiro de 2017].
- Keohane, R. e Nye, J., 1989. *Power and Interdependence*. Nova Iorque: Harper Collins.
- Keppler, J. H., 2007. L'Union européenne et sa politique énergétique. *Politique Étrangère* n°3, pp. 529-543.
- Kucharski, J. e Unesaki, H., 2015. A policy-oriented approach to energy security. *Procedia Environmental Science* [em linha], n°28, pp. 27-36. Disponível em: <http://dx.doi.org/10.1016/j.proenv.2015.07.005> [Consultado em 12 de fevereiro de 2017].
- Le Coq, C. e Paltseva, E., 2009. Measuring the security of external energy supply in the European Union. *Energy Policy* [em linha] 37(11), pp. 4474-4481. Disponível em: <http://dx.doi.org/10.1016/j.enpol.2009.05.069> [Consultado em 12 de fevereiro de 2017].
- Lieb-Dóczy, E., Börner, A. e MacKerron, G., 2003. Who Secures the Security of Supply? European perspectives on security, competition, and liability. *The Electricity Journal* [em linha] 16(10), pp. 10-19. Disponível em: <http://dx.doi.org/10.1016/j.tej.2003.10.008> [Consultado em 12 de fevereiro de 2017].
- Mabro, R., 2008. On the security of oil supplies, oil weapons, oil nationalism and all that. *OPEC Energy Review* [em linha] 32(1), pp. 1-12. Disponível em: <http://dx.doi.org/10.1111/j.1753-0237.2008.00139.x> [Consultado em 12 de fevereiro de 2017].
- Parlamento Europeu, 2015. *Situação na Ucrânia*, P8_TA(2015)0011. Resolução do Parlamento Europeu, de 15 de janeiro de 2015, sobre a situação na Ucrânia (2014/2965(RSP)). [online] Disponível em Parlamento Europeu: <http://www.europarl.europa.eu/sides/getDoc.do?pubRef=-//EP//NONSGML+TA+P8-TA-2015-0011+0+DOC+PDF+V0//PT> [Consultado em 12 de fevereiro de 2017].
- Parlamento Europeu, 2014. *Pressão exercida pela Rússia sobre os países da Parceria Oriental e, em especial, a desestabilização do leste da Ucrânia*, P7_TA(2014)0457. Resolução do Parlamento Europeu, de 17 de abril de 2014, sobre a pressão russa sobre os países da Parceria Oriental e, em particular, a desestabilização da Ucrânia oriental (2014/2699(RSP)). [online] Disponível em Parlamento Europeu: <http://www.europarl.europa.eu/sides/getDoc.do?pubRef=-//EP//NONSGML+TA+P7-TA-2014-0457+0+DOC+PDF+V0//PT> [Consultado em 12 de fevereiro de 2017].
- Presidency of the Republic of Brazil, 2017. Brazilian oil and natural gas production hits record high in December. *BrazilGovNews* [em linha], 2 de fevereiro, 08:17 PM. Disponível em: <http://www.brazilgovnews.gov.br/news/2017/02/brazilian-oil-and-natural-gas-production-hits-record-high-in-december> [Consultado em 10 de fevereiro de 2017].
- Proedrou, F., 2007. The EU–Russia Energy Approach under the Prism of Interdependence. *European Security* [em linha] 16(3-4), pp. 329-355. Disponível em: <http://dx.doi.org/10.1080/09662830701751190> [Consultado em 12 de fevereiro de 2017].

- Spanjer, A., 2007. Russian gas price reform and the EU-Russia gas relationship: incentives, consequences and European security of supply. *Energy Policy* [em linha] 35(5), pp. 2889-2898. Disponível em: <http://dx.doi.org/10.1016/j.enpol.2006.10.019> [Consultado em 12 de fevereiro de 2017].
- Trans Adriatic Pipeline (TAP), 2016. TAP project development schedule. *Trans Adriatic Pipeline* [em linha]. Disponível em: <http://www.tap-ag.com/the-pipeline/project-timeline> [Consultado em 12 de fevereiro de 2017].
- Trans Adriatic Pipeline (TAP), 2013. Shah Deniz Consortium selects the Trans Adriatic Pipeline (TAP) as European export pipeline. *Trans Adriatic Pipeline* [em linha], 28 de junho. Disponível em <http://www.tap-ag.com/news-and-events/2013/06/28/shah-deniz-consortium-selects-the-trans-adriatic-pipeline-tap-as-european-export-pipeline> [Consultado em 12 de fevereiro de 2017].
- Trans Anatolian Natural Gas Pipeline Project (TANAP), 2016. Why TANAP? *Trans Anatolian Natural Gas Pipeline Project* [em linha]. Disponível em: <http://www.tanap.com/tanap-project/why-tanap/>.
- Transparency International, 2016. Corruption Perceptions Index 2016. *Transparency International* [em linha]. Disponível em: http://www.transparency.org/news/feature/corruption_perceptions_index_2016 [Consultado em 13 de fevereiro de 2017].
- UE-Rússia, 2010. *EU-Russia Energy Dialogue – Thematic Group on Energy Efficiency: Report 2010 (Second Half 2008 - Second Half 2010)*. [pdf] Disponível em: https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/2010_energy_efficiency_report.pdf [Consultado em 12 de fevereiro de 2017].
- UE-Rússia, 2009. *EU-Russia Energy Dialogue – The Tenth Progress Report*. Moscovo. [pdf]. Disponível em: http://www.enpi-info.eu/library/sites/default/files/attachments/progress10_en_0.pdf [Consultado em 12 de fevereiro de 2017].
- UE-Rússia, 2008. *EU-Russia Energy Dialogue – Ninth Progress Report*. Paris. [pdf] Disponível em: http://www.euneighbours.eu/library/sites/default/files/attachments/progress9_en.pdf [Consultado em 12 de fevereiro de 2017].
- UE-Rússia, 2007. *EU-Russia Energy Dialogue – Eighth Progress Report*. Bruxelas/Moscovo. [pdf] Disponível em: http://www.enpi-info.eu/library/sites/default/files/attachments/progress8_en.pdf [Consultado em 12 de fevereiro de 2017].
- UE-Rússia, 2006. *EU-Russia Energy Dialogue – Seventh Progress Report*. Bruxelas/Moscovo. [pdf] Disponível em: http://www.enpi-info.eu/library/sites/default/files/attachments/progress7_en.pdf [Consultado em 12 de fevereiro de 2017].
- UE-Rússia, 2005. *EU-Russia Energy Dialogue – Sixth Progress Report*. Bruxelas/Moscovo. [pdf] Disponível nos arquivos da Direção-Geral da Energia – Comissão Europeia.
- UE-Rússia, 2004. *EU-Russia Energy Dialogue – Fifth Progress Report*. Bruxelas/Moscovo. [pdf] Disponível nos arquivos da Direção-Geral da Energia – Comissão Europeia.
- UE-Rússia, 2002a. *EU-Russia Energy Dialogue – Second Progress Report*. Bruxelas/Moscovo. [pdf] Disponível nos arquivos da Direção-Geral da Energia – Comissão Europeia.
- UE-Rússia, 2002b. *EU-Russia Energy Dialogue – Third Progress Report*. Bruxelas/Moscovo. [pdf] Disponível nos arquivos da Direção-Geral da Energia – Comissão Europeia.

- UE-Rússia, 2001. *EU-Russia Energy Dialogue – Synthesis Report*. Bruxelas/Moscovo. [pdf] Disponível nos arquivos da Direção-Geral da Energia – Comissão Europeia.
- Umbach, F., 2010. Global energy security and the implications for the EU. *Energy Policy* [em linha] 38(3), pp. 1229-1240. Disponível em: <http://dx.doi.org/10.1016/j.enpol.2009.01.010> [Consultado em 12 de fevereiro de 2017].
- Winzer, C., 2012. Conceptualizing energy security. *Energy Policy* [em linha] n°46, pp. 36-48. Disponível em: <http://dx.doi.org/10.1016/j.enpol.2012.02.067> [Consultado em 12 de fevereiro de 2017].